

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

На правах рукописи



Наумова Мария Николаевна

**Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности
верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Москва - 2019

Работа выполнена в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

- Научный руководитель** – *Лаврушин Василий Юрьевич,
доктор геолого-минералогических наук*
- Научный консультант** – *Надежкин Дмитрий Владимирович,
кандидат геолого-минералогических наук*
- Официальные оппоненты** – *Никишин Анатолий Михайлович,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор, МГУ имени М.В. Ломоносова,
заведующий кафедрой региональной
геологии и истории Земли*
*Пороскун Владимир Ильич,
доктор геолого-минералогических наук,
зам. директора ФГБУ «ВНИГНИ»*
*Бондарев Александр Владимирович,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина», кафедра
теоретических основ поисков и разведки
нефти и газа*

Защита диссертации состоится «27» сентября 2019 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета МГУ.04.06 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу г. Москва, Ленинские горы, д. 1, аудитория 608.

E-mail: poludetkinaelena@mail.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на сайте ИАС «ИСТИНА»: <https://istina.msu.ru/dissertations/222518628/>

Автореферат разослан «___» _____ 20__ г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат геолого-минералогических наук

Е.Н. Полудеткина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследования. В настоящее время поиски новых месторождений углеводородов (УВ) преимущественно связаны с малоизученными территориями, в том числе глубоководными частями акваторий. Одним из таких регионов является северо-западная часть Черного моря. Геологоразведочные работы последних лет в этой области привели к открытию 5 месторождений газа в верхнемиоценовых отложениях - Домино (2012 г.), Южный Пеликан (2014 г.), Дельфин (2015 г.), Калифар (2015 г.) и Лира (2015 г.). Несмотря на то, что в регионе были открыты только газовые месторождения, вопрос наличия нефтяных залежей в породах позднемиоценового возраста остается открытым. По результатам исследований Georgiev G., Ionescu G., Saramet M., Баженовой О.К., Фадеевой Н.П., Козловой Е.В., Сен-Жермес М.Л., Нечаевой О.Л., Кругляковой Р.П., Надежкина Д.В. и других установлено, что региональной нефтегазоматеринской толщей (НГМТ) Черноморского региона и прилегающей суши являются отложения майкопской серии олигоцен – раннемиоценового возраста. Эта толща, по данным Georgiev G. (2012), является основным источником нефти для месторождений румынского шельфа (Лебада, Пескарус и другие). В данной работе была оценена возможность заполнения верхнемиоценовых отложений углеводородами, сгенерированными майкопской НГМ толщей. В регионе планируется продолжение геологоразведочных изысканий, и настоящая работа является актуальной для повышения их эффективности.

Цель работы: выявление условий и закономерностей формирования залежей углеводородов в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря.

Основные задачи исследования верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря:

1. Определение основных закономерностей распространения элементов УВ системы: нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и флюидоупоров.
2. Выявление механизмов формирования ловушек.
3. Определение степени термической преобразованности органического вещества (ОВ) НГМ толщ.
4. Прогноз фазового состояния флюидных систем с применением метода бассейнового моделирования.
5. Определение генезиса углеводородных флюидов по результатам геохимических исследований.
6. Выявление перспектив нефтегазоносности по результатам анализа геолого-геофизической и геохимической информации.

Научная новизна.

1. По результатам интерпретации новейших сейсморазведочных данных уточнена область распространения пород-коллекторов в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря, сформировавшихся в зоне разгрузки речных систем палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра.

2. Выявлена зональность ловушек УВ в верхнемиоценовых отложениях. Существование тектонически и литологически экранированных ловушек обосновано в области развития процессов гравитационной тектоники. В зонах, не затронутых гравитационными процессами, перспективы открытия залежей УВ связаны с ловушками литологического типа.

3. Доказана биогенная природа газа верхнемиоценовых отложений по результатам геохимических исследований.

4. Доказано отсутствие генетической связи месторождений газа, локализованных в верхнемиоценовых отложениях, с более древними УВ системами по результатам бассейнового моделирования и геохимических исследований углеводородных флюидов.

Практическая значимость. Результаты работы учитывались при заложении поисковых скважин, а также определении направлений и объемов ГРП в районе лицензионных участков компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в северо-западной части Черного моря.

По результатам, в том числе настоящей работы, было открыто крупное месторождение газа – Лира (запасы месторождения оценены в 30 млрд. м³ газа). Результаты данного исследования могут быть использованы для повышения эффективности поисково-разведочных работ в регионе.

Фактический материал и личный вклад автора. Основой для данной работы послужил комплекс геолого-геофизической и геохимической информации, включающий сейсмические данные 2Д и 3Д, геологические, геофизические и геохимические материалы по 10 скважинам, результаты поверхностной геохимической съемки, а также фондовые и опубликованные материалы по геологическому строению и нефтегазоносности региона.

На основе этих данных при непосредственном участии автора было выполнено:

1. Обобщение и систематизация фактических и литературных данных по элементам УВ систем.

2. Интерпретация данных 2Д (автором прослежено 2 отражающих горизонта (ОГ) – кровля нижнего понта и майкопа) и 3Д сейсморазведки (ОГ – кровля верхнего понта и нижнего понта, а также ряд дополнительных ОГ в интервале верхнемиоценовых отложений).

3. Анализ условий осадконакопления мезозой-кайнозойских отложений.
4. Сейсмофациальный и динамический анализы сейсмических данных, направленные на выделение и локализацию аккумулятивных тел, контролирующих области распространения пород-коллекторов.
5. Анализ результатов лабораторных геохимических исследований. Выделение нефтегазоматеринских толщ.
6. Бассейновое моделирование, на основании которого осуществлена оценка углеводородного потенциала области исследования.
7. Анализ геологических рисков и построение карт вероятности геологического успеха.
8. Планирование ГРП в области лицензионных блоков компании ПАО «ЛУКОЙЛ», в том числе в выборе точек бурения скважин.

Основные защищаемые положения

1. В верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черноморского бассейна в области склона и его подножия по результатам интерпретации сейсмических данных выделены аккумулятивные тела, накопление которых происходило в условиях низкого стояния уровня моря, а их генезис связан с подводными конусами выноса. Песчаные тела в подводных конусах выноса ожидаются в комплексах подводящих каналов, прирусловых валов и распределительных лопастей.
2. Аккумулятивные тела подводных конусов выноса литологически неоднородны и осложнены процессами гравитационной природы, формируя ловушки как литологические, так и тектонически экранированные в зонах активного воздействия гравитационной тектоники.
3. Углеводородные газы в верхнемиоценовых отложениях имеют микробиальную природу. Источником этих газов являются термически слабо преобразованные отложения миоценового возраста. Миоценовая углеводородная система изолирована от нижележащих нижнемеловой-палеоценовой и олигоценовой углеводородных систем толщей олигоценовых глин.

Апробация работы

По теме диссертации персонально и в соавторстве опубликовано 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus, RSCI, и в изданиях из перечня, рекомендованных Минобрнауки РФ. Промежуточные и итоговые результаты диссертационной работы докладывались на 10 международных и всероссийских конференциях.

Объем и структура работы. Диссертация общим объемом 156 страниц состоит из введения, 7 глав и заключения, содержит 100 рисунков и 7 таблиц.

Библиографический список включает 133 наименования. Диссертационная работа выполнена в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Благодарности. Благодарность за оказанную помощь при работе над диссертацией автор выражает научному руководителю д.г.-м.н. Лаврушину Василию Юрьевичу и научному консультанту к.г.-м.н. Надежкину Дмитрию Владимировичу.

При написании диссертационной работы автор пользовался помощью и советами сотрудников Центра развития геологоразведочных технологий ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и специалистов «Шлюмберже». С искренней благодарностью автор хотел бы отметить к.г.-м.н. Колоскова Василия Николаевича, к.г.-м.н. Горчилина Виктора Александровича, к.г.-м.н. Пинуса Олега Владимировича, к.г.-м.н. Бордюга Максима Александровича, Асеева Анатолия Анатольевича, Бричикову Марину Петровну, а также всех сотрудников Центра развития геологоразведочных технологий ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Особую благодарность автор выражает д.г.-м.н. профессору Ступаковой Антонине Васильевне и всему коллективу кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых за конструктивные замечания и предложения по теме диссертационной работы.

За предоставленные фактические данные автор выражает благодарность сотрудникам филиала ЛУКОЙЛ-Оверсиз Шурубору Олегу Аркадьевичу и Куприянову Андрею Александровичу.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Геолого-геофизическая изученность

Изучением геологического строения региона в разное время занимались Туголесов Д.А., Мейснер Л.Б., Никишин А.М., Robinson A.G., Finetti I., Хаин В.Е., Андрусов Н.И., Страхов Н.М., Белоусов В.В., Яншин А.Л., Шлезингер А.Е., Шимкус К.М., Горшков А.С., Куприн П.Н., Холодов В.Н., Милановский Е.Е., Зоненшайн Л.П., Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Конюхов А.И., Попов Н.Г., Маловицкий Я.П., Юдин В.В., Сенин Б.В., Хрящевская О., Стомба С., Попадюк И., Побэдаш М.С., Munteanu I., Dinu C., Moroşanu I., Vega Z., Ionescu G., Пинус О.В., Асеев А.А. и другие.

Изучению нефтегазоносности региона посвящены работы Georgiev G., Saramet M., Ionescu G., Вассоевича Н.Б., Губкина И.М., Гроссгейма В.А., Геодекяна А.А., Иванова М.К., Шнюкова Е.Ф., Лимонова А.Ф., Баженовой О.К., Фадеевой Н.П. Сен-Жермес М.Л., Козловой Е.В., Кругляковой Р.П., Лавреновой Е.А., Нечаевой О.Л., Блиновой В.Н., Полудеткиной Е.Н., Андреева В.М.,

Петриченко Ю.А., Сусловой Э.Ю., Дистановой Л.Р., Надежкина Д.В., Baltes N., Stadnitskaia A., Cranganu C., Moroşanu I., Mayer J. и других.

Большой вклад в изучение геологического строения и нефтегазоносности региона внесли специалисты АО «Южморгеология», ОАО «Севморнефтегеофизика», «Одессморгеология», «Western Geophysical», ГУП РК «Крымгеология», ГУП РК «Черноморнефтегаз», «Нафтогаз Украины», ДГП «Укргеофизика», «Причорномор ДРГП», МГУ имени М.В. Ломоносова и других научно-исследовательских организаций.

Глава 2. Особенности геологического строения северо-западной части Черного моря

Осадочный чехол исследуемой акватории представлен отложениями от мезозойских до четвертичных. Полнота и выдержанность стратиграфического разреза в регионе существенно изменяется в разных структурных зонах. Толщина олигоцен-четвертичных отложений составляет первые сотни метров в области шельфа, прилегающего к полуострову Крым, в зоне склона Черного моря достигает 7 км. Породы осадочного чехла представлены преимущественно терригенными отложениями с карбонатными разностями в верхнемеловом, палеоценовом и эоценовом отделах. В стратиграфическом интервале позднемиоценового возраста в регионе выделяют нижнепонтические и верхнепонтические отложения.

В истории тектонического развития области исследования разными авторами (Robinson A.G., 1997; Nikishin A.M. et al., 2003, 2012, 2015; Dinu C. et al., 2005, 2009; Moroşanu I., 2007; Munteanu I., 2012; Bega Z. and Ionescu G., 2009; Хрящевская О. и др., 2009; Stovba S. et al., 2009; Georgiev G., 2012; Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014) выделены следующие основные этапы:

1. Синрифтовый (альбский век-конец позднемелового периода) дал начало многочисленным структурам растяжения.

2. Пострифтовый (палеоцен–эоценовая эпохи) этап термального прогибания сопровождался карбонатным осадконакоплением.

3. Инверсионный или синорогенный (олигоцен–раннемиоценовая эпохи) этап связан с региональным сжатием, в результате которого на исследуемой акватории произошла инверсия, определившая формирование конседиментационных складок в осадках олигоцен-раннемиоценового возраста.

4. Постинверсионный (миоценовая эпоха–настоящее время) этап сопровождался накоплением значительных толщ до 5000 метров терригенных осадков в Западно-Черноморской впадине с депоцентром во впадине Истрия.

В северо-западной части акватории Черного моря известны более 20 месторождений нефти и газа. Месторождения связаны с тремя УВ системами:

нижнемеловой-палеоценовой (месторождения газа и газоконденсата), олигоценовой (нефтяные месторождения) и миоценовой (месторождения газа). Месторождения миоценовой УВ системы: Кобальческу, Ана, Дойна, Домино, Южный Пеликан, Дельфин, Калифар, Лира, приурочены к области склона, а также прилегающей к нему шельфовой зоне. Большинство открытых месторождений относится к мелким и средним по запасам.

Глава 3. Материалы и методы исследования

В диссертации учтены результаты многолетних исследований, выполненных разными коллективами авторов, и посвященных проблемам геологического строения и нефтегазоносности региона. В качестве фактических данных при выполнении настоящей работы были использованы сейсмические профили 2Д «Western Geophysical» 1994 года, съемки BS-05 2005 года, отработанные «Севморнефтегеофизикой», а также единичные профили 1982-85 гг., выполненные силами треста «Южморнефтегеофизика». Суммарная длина профилей 2Д – 7000 пог. км. Также использовался сейсмический куб 3Д (съемка выполнена CGGVeritas) площадью 2000 кв. км (рисунок 1). В работе использовались геологические, геофизические и геохимические данные по 10 скважинам. Наибольший интерес для характеристики верхнемиоценовых отложений представляют скважины 1, 2 и 3, пробуренные на склоне Черного моря (рисунок 1). Также были проанализированы данные поверхностной геохимической съемки, выполненной в области склона компанией MG3.

Для достижения поставленных целей и задач был применен комплексный подход, включающий интерпретацию сейсмических данных, тектонический, сиквенс-стратиграфический, геохимический анализы, а также применение технологий бассейнового моделирования.

Глава 4. Геологическая модель района исследования

4.1 Тектонические факторы структурообразования

Аккумуляция мощных толщ миоценовых отложений сопровождалась многочисленными гравитационными оползаниями в зоне склона. Смещение значительных масс осадков вниз по склону в результате действия гравитационных сил привело к образованию присбросовых складок, которые компенсировались структурами сжатия в виде надвигов и сопутствующих складок в погруженной части бассейна (Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019) (рисунок 2). Смещения происходили по поверхностям срыва (или скольжения), образовавшимся в интервале залегания глинистых отложений майкопской толщи. Образование присбросовых и надвиговых складок происходило синхронно в позднемиоценовое время.

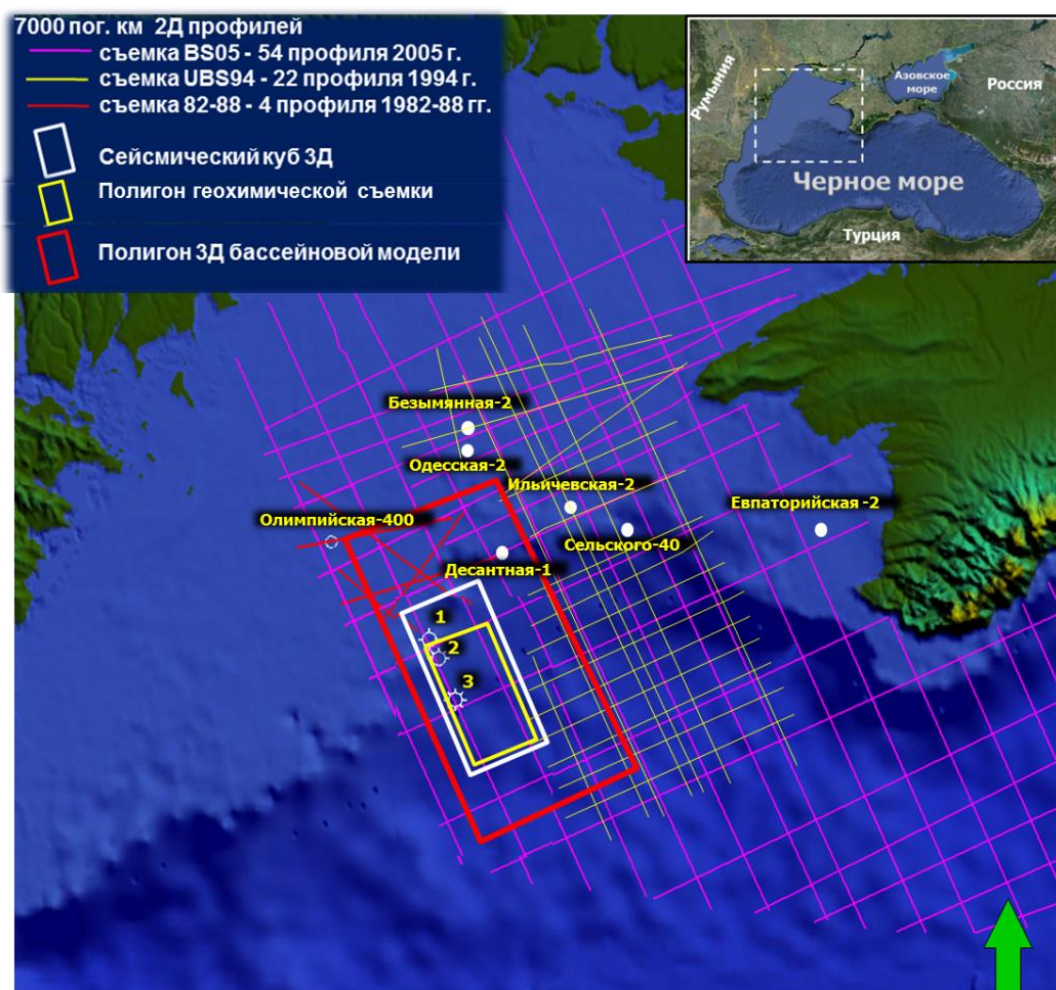


Рисунок 1. Схема фактического материала

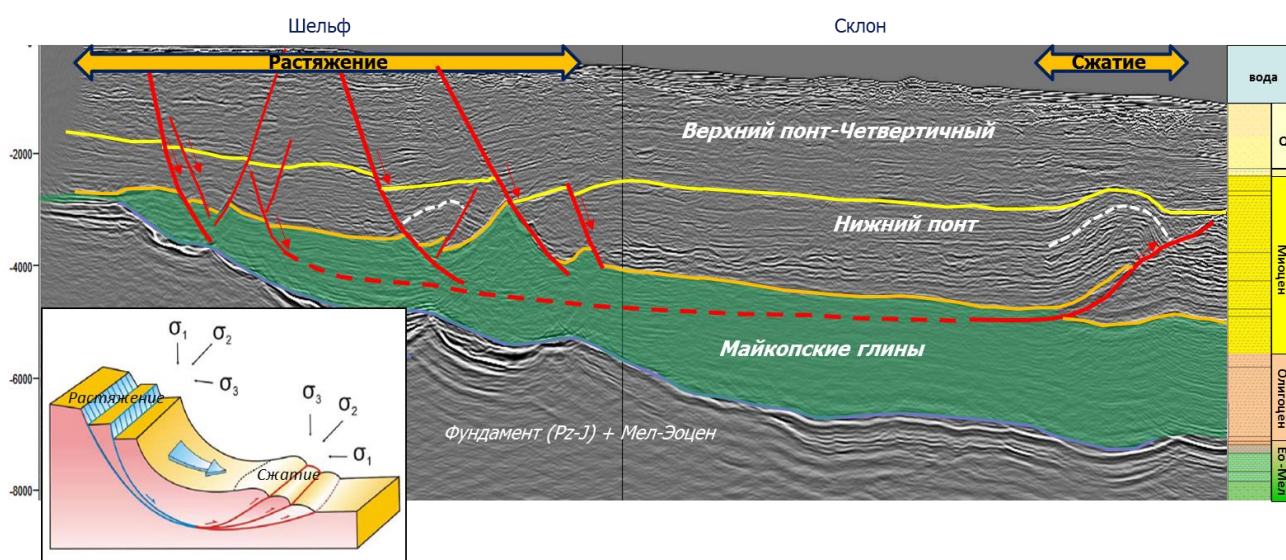


Рисунок 2. Характерные структурно-тектонические деформации в области палеосклона (Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019)

Таким образом, в миоценовом комплексе отложений основным фактором структурообразования являлись процессы гравитационной тектоники, которые

привели к образованию структур в районе палеосклона. Наиболее амплитудные и значительные по площади структуры закартированы вблизи кровли нижнепонтических отложений.

4.2 Условия осадконакопления

Область исследования в течение миоценовой эпохи представляла собой пассивную окраину с выраженными зонами шельфа, склона и глубоководной Западно-Черноморской впадины (ЗЧВ) (рисунок 3). Область склона характеризуется значительными толщами неоген-четвертичных отложений (до 5 км), что связано с разгрузкой основной массы терригенного материала из палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра (Пинус О.В., Колосков В.Н. и др., 2014).

По результатам анализа сейсмических данных в неоген-четвертичной части разреза были выделены основные границы несогласий (рисунок 3): в кровле отложений нижнего понта, верхнего понта и дакия. Все границы несогласий характеризуются следующими основными признаками. В зоне шельфа, в непосредственной близости к современной бровке, наблюдается соотношение отражающих поверхностей по типу эрозионный врез. Далее в сторону бассейна, в зоне разломов сбросового типа, отмечается четко выраженное угловое несогласие (рисунок 3). Предполагается, что данные границы несогласий маркируют эпизоды падений уровня моря. Ниже по склону, вблизи его подножия, наблюдается соотношение с вышележащими отложениями по типу подошвенное налегание (рисунок 3). Все вышеперечисленные факты дают основание интерпретировать поверхности несогласий как границы сиквенсов (Vail P.R. et al., 1977; Van Wagoner J.C. et al., 1990).

Все выделенные границы сиквенсов (в кровле нижнего понта, верхнего понта и дакия) в бассейновой части демонстрируют соотношение с вышележащими отложениями по типу подошвенное налегание (рисунок 3). Это дает основание интерпретировать комплексы, налегающие на эти границы, как конусы выноса вблизи подножия склона (basin floor fan), сформировавшиеся в отложениях тракта низкого стояния уровня моря (Vail P.R. et al., 1977). Данные образования связаны с первым этапом заполнения бассейна осадками после эпизодов значительных снижений уровня моря. Конусы выноса нижнего системного тракта перекрыты осадочными телами клиновидной конфигурации, которые интерпретируются как комплексы клина, сформировавшиеся в отложениях тракта низкого стояния уровня моря (lowstand prograding wedge). В соответствии с классической концепцией сиквенс-стратиграфии, отложения клина обычно содержат склоновые конусы выноса (slope fan) и преимущественно глинистые осадки проградационного комплекса (Vail P.R. et al., 1977; Van Wagoner J.C. et al., 1990).

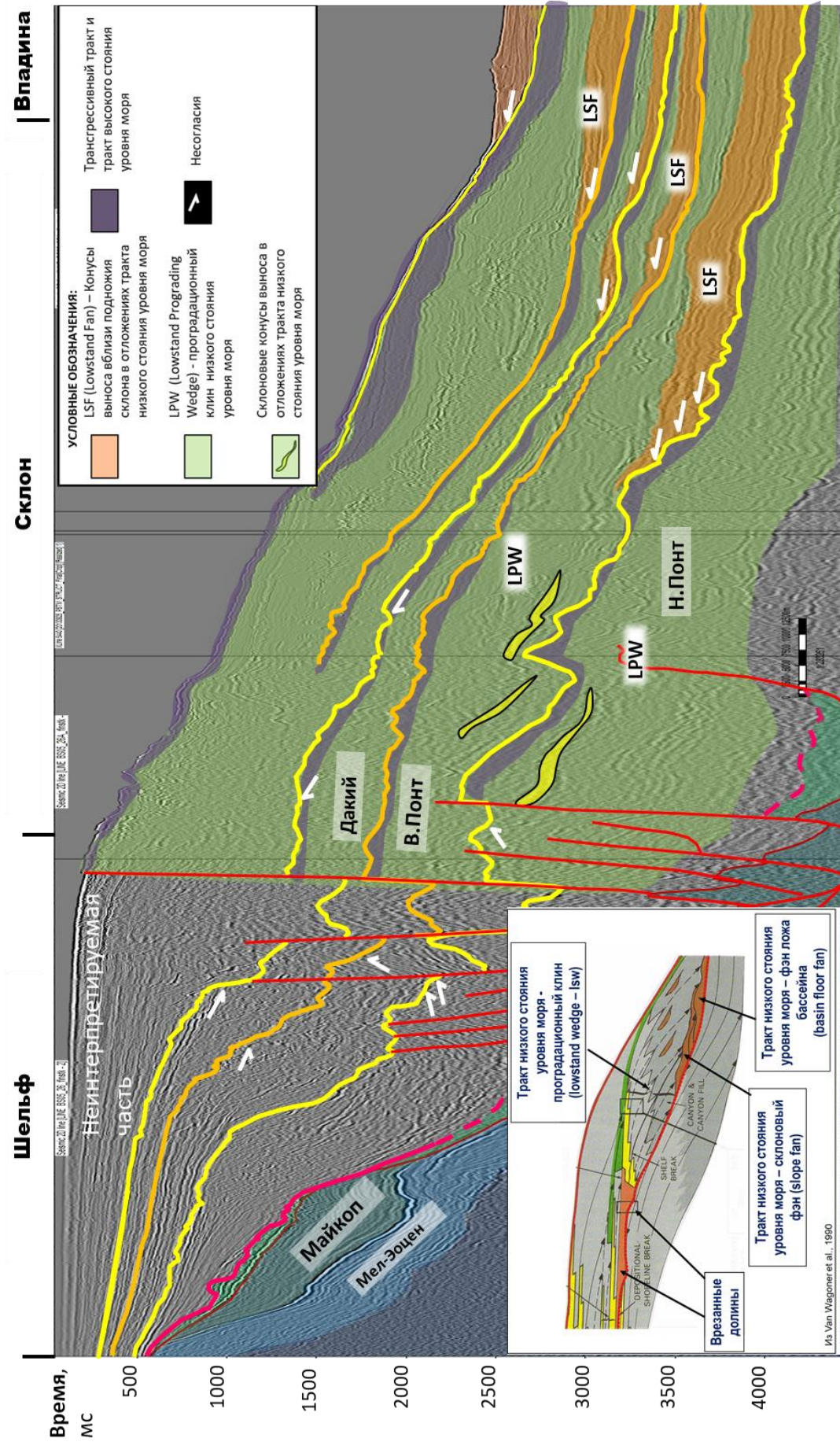


Рисунок 3. Пример выделения в разрезе системных трактов. Желтым цветом обозначены границы сиквенсов, красным – разломы (Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019)

Комплексы трансгрессивного и высокого трактов стояния уровня моря однозначно выделить не удалось. Это, вероятно, связано с низкой скоростью осадконакопления в глубоководных морских условиях, куда не поступали значимые объемы осадков. Возможно, отложения трансгрессивного и высокого трактов стояния уровня моря могут быть там представлены в конденсированных горизонтах. Положение последних в изучаемом разрезе можно теоретически определить непосредственно ниже границ сиквенсов (на рисунке 3 их положение показано условно (темно-фиолетовым цветом)).

На части современного шельфа и склона неоген-четвертичные отложения чрезвычайно сильно дислоцированы в результате процессов гравитационной тектоники. Это сделало проведение сиквенс-стратиграфической интерпретации в этой зоне невозможной (рисунок 3).

Анализ сейсмofаций. В волновом поле неоген-четвертичной части разреза выделяются три основных типа сейсмической записи: 1) прозрачные сейсмокомплексы, 2) хаотичные и 3) слоистые. Прозрачные сейсмокомплексы не представляют интереса как перспективные объекты.

Хаотичные комплексы характеризуются значительной внутренней дислоцированностью и присутствием элементов, напоминающих перенесенные фрагменты осадочных тел. В основании данных комплексов часто определяется эрозионное несогласие. Все эти признаки позволяют определить эти образования как осадки гравитационного оползания (Mass Transport Deposits – MTD). Наиболее крупные комплексы MTD были определены в области склона в отложениях тракта низкого стояния уровня моря. Опыт изучения таких объектов показывает, что они содержат значимые песчаные породы-коллекторы только в 10 процентов случаев (Weimer P. and Slatt R.M., 2006). По этой причине хаотичные сейсмofации в данной работе не рассматривались как перспективные.

В слоистых сейсмокомплексах можно выделить два типа сейсмической записи: 1) конфигурация волнового поля по типу «крылья чайки», 2) более протяженные плоскопараллельные образования с яркими фазами. Учитывая условия осадконакопления изучаемого разреза, можно предполагать, что первый тип записи соответствует подводным каналам и их прирусловым валам, тогда как второй представляет собой распределительные лопасти конусов выноса. Данные комплексы выделены в отложениях тракта низкого стояния уровня моря в зоне склона и у его подножия.

Таким образом, осадконакопление в позднемiocеновое время происходило в зоне разгрузки крупных речных систем палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра. При этом основная масса переносимого этими реками терригенного материала накапливалась в зоне склона Черного моря и у его подножия. По

результатам анализа сейсмических данных были выделены эпизоды падения уровня моря, которые привели к формированию подводных конусов выноса.

Глава 5. Выделение элементов УВ систем

5.1 Выделение нефтегазоматеринских пород

Для оценки перспектив нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений нефтегазоматеринские породы были выделены во всем объеме осадочного чехла. Обобщение опубликованных и фондовых материалов по исследованиям НГМ пород (Robinson A.G. (1996, 1997); Georgiev G. (1998, 2000, 2004, 2007, 2012); Saramet M. (2005, 2008, 2010); Ionescu G. (2002); Cranganu C. (2009, 2011); Moroşanu I. (2012); Баженова О.К. (2002, 2006); Фадеева Н.П. (2001, 2002); Сен-Жермес М.Л. (1998, 2000, 2002); Козлова Е.В. (2003); Stadnitskaia A. (2007, 2008); Нечаева О.Л., Круглякова Р.П. (2008); Надежкин Д.В. (2011); Mayer J. (2018) и другие) позволило в качестве основных в мезозойском и палеогеновом комплексах северо-западной части Черного моря выделить следующие толщи: нижнемеловую, верхнеэоценовую и майкопскую.

Нижнемеловая НГМ толща относится к газогенерирующим (содержит кероген III типа). Верхнеэоценовая и нижняя часть майкопской НГМ толщи являются нефтегазогенерирующими (содержат кероген II-III типа) с хорошим и отличным генерационным потенциалом (Robinson A.G., Ionescu G., Şaramet M., Georgiev G., Баженова О.К., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Надежкин Д.В. и другие). Основная масса глинистых пород майкопской серии содержит ОВ преимущественно III типа, и высоким потенциалом не обладает.

Для выделения НГМ пород в миоценовой части разреза были проанализированы геохимические данные по скважинам 1, 2 и 3, опубликованные материалы по исследованиям ОВ в скважинах румынского шельфа (Georgiev G., 2012; Moroşanu I., 2012) и результаты изучения обломков пород из грязевого вулкана МГУ, расположенного в Западно-Черноморской впадине (Надежкин Д.В., 2011). Обобщение этих данных позволило установить, что хорошим и отличным генерационным потенциалом обладают лишь некоторые глины миоценового возраста, содержащие ОВ II-III типа. Основная масса глинистых пород миоцена содержит ОВ III типа, и характеризуется низким генерационным потенциалом.

Для картирования миоценовых НГМ пород, обладающих хорошим и отличным генерационным потенциалом, по площади использовались сейсмические данные 3Д. В основе выделения лежит методика на основе AVO (Amplitude Variation with Offset - метод изучения зависимости амплитуд отраженной волны от удаления) анализа сейсмических данных, опубликованная в 2011 г. компанией Statoil (Løseth H. et al., 2011). Согласно этой методике глины, обогащенные органическим веществом, могут создавать контрастные отражения

отрицательной полярности с характеристиками AVO по типу класс 4. В связи с этим в объеме сейсмического куба были выделены геологические тела, связанные с AVO аномалиями 4 класса, и интерпретируемые на этом основании как НГМ породы миоценового возраста. НГМ толщи выделены в верхне - и нижнепонтических, а также сарматских отложениях.

5.2 Выделение и характеристика пород-коллекторов и флюидоупоров

Породы-коллекторы. Скважины 2 и 3, пробуренные в области склона, вскрыли интервалы пород-коллекторов в нижне – и верхнепонтических отложениях соответственно. Наиболее полная геолого-геофизическая информация получена по скважине 3. По результатам анализа керна, шлама, каротажных кривых, а также интерпретации имиджей FMI (Fullbore Formation Microimager - азимутальный электрический микроимиджер) установлено, что породы-коллекторы представлены тонким (до сантиметра) переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников (рисунок 4а). По описанию керна из продуктивного интервала скважины 3 (анализ кернового материала выполнен специалистами компании CoreLab) породы представлены преимущественно алевролитистыми слабокарбонатизированными аргиллитами серыми и темно-серыми с прерывистой горизонтальной слоистостью, которые переслаиваются с алевролитами светло-серыми с горизонтальной слоистостью и с тонкозернистыми песчаниками от светло-серых до светло-коричневых с косой слоистостью. Породы керна частично биотурбированы представителями рода Chondrites. Судя по описанию керна и результатам динамического анализа сейсмических данных, отложения пород-коллекторов позднемиоценового возраста накапливались в области склона, связаны с дистальными частями распределительных лопастей подводных конусов выноса (рисунок 4в). Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов определены по результатам лабораторных исследований керна и интерпретации материалов ГИС. Пористость в нижне и – верхнепонтических отложениях изменяется от 22% до 36%, среднее значение - 27%, проницаемость по газу изменяется от 1 мД до 22 мД, среднее значение – 3 мД.

Прогноз пород-коллекторов в областях, не охарактеризованных скважинными данными, был выполнен на основе AVO анализа сейсмических данных с учетом результатов AVO моделирования в скважинах, также использовались сейсмофацальный и динамический анализы. Обобщение полученных результатов показало, что большинство сейсмических аномалий по своей форме и пространственной ориентации напоминают осадочные элементы комплексов подводных конусов выноса, в которых выделяют: 1) подводящие каналы; 2) прирусловые валы; 3) распределительные лопасти (рисунок 4).

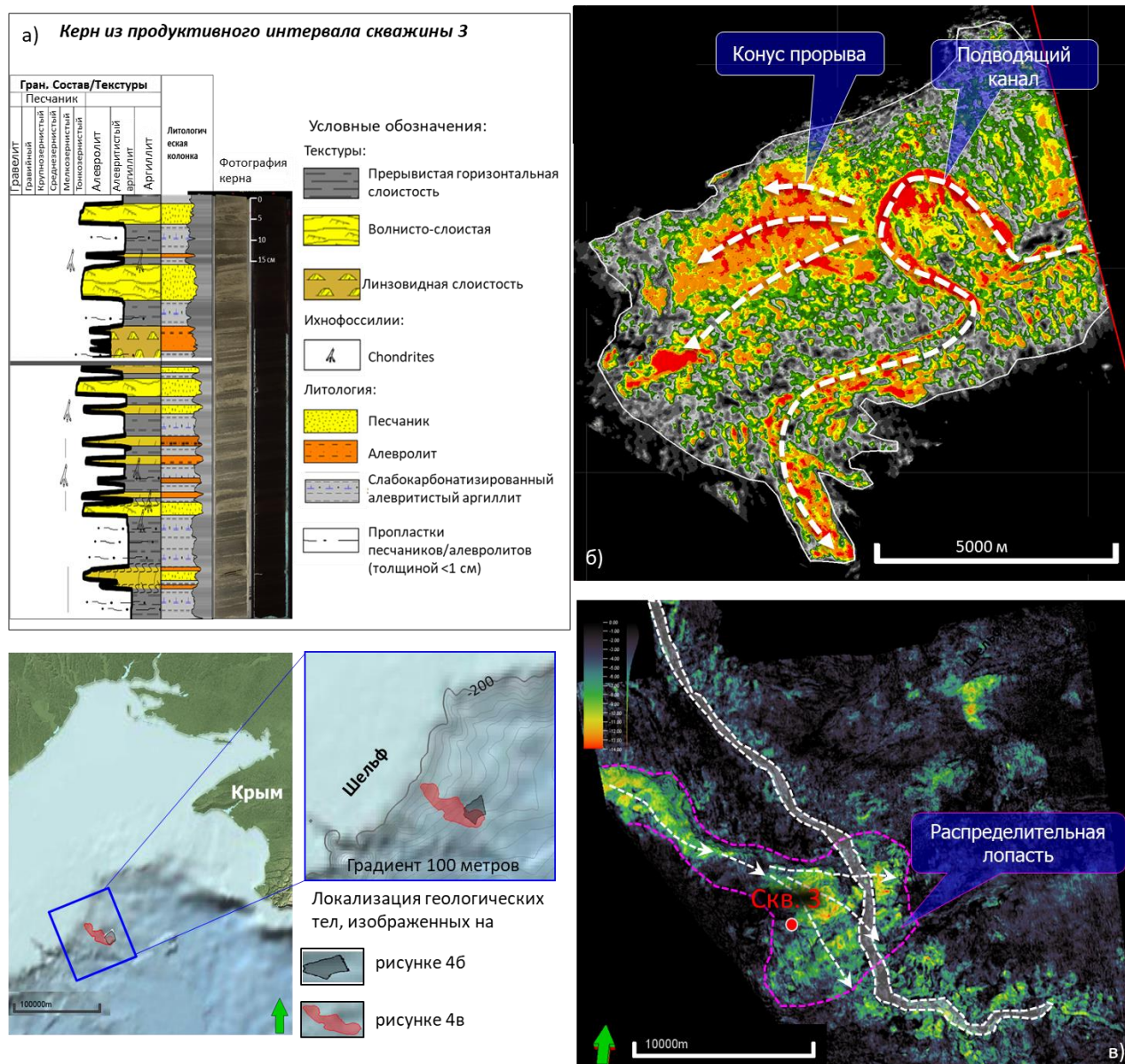


Рисунок 4. а) Пример керна из интервала пород-коллекторов скважины 3, б) подводящий канал и конус прорыва, в) распределительная лопасть склонового конуса выноса

В исследуемой области отложения комплекса подводящих каналов скважинами не вскрыты. Отложения данного комплекса были выделены в породах позднемиоценового возраста по материалам 2Д и 3Д сейсморазведки (рисунок 4б). Отложения комплекса подводящих каналов могут содержать песчаные пласты со значительными толщами (20-100 м) и высокими ФЕС (пористость 20%–30%, проницаемость от 50 мД до нескольких Д), как показывает мировой опыт изучения подобных объектов (Weimer P., Slatt R.M., 2006).

Отложения комплекса прирусловых валов скважинными данными в области исследования не охарактеризованы. Отложения данного комплекса были выделены в породах позднемиоценового возраста по результатам интерпретации

материалов 3Д сейсморазведки. В комплексах прирусловых валов обычно наблюдается существенное снижение коллекторских свойств по латерали в направлении от осевой зоны канала.

Отложения комплекса распределительных лопастей были выделены по материалам 2Д и 3Д сейсморазведки (рисунок 4в). В комплексах распределительных лопастей имеет место снижение коллекторских свойств в направлении от проксимальной к дистальной части. Для проксимальной части характерны песчаные покровы значительной протяженности с относительно большими толщинами и высокими значениями ФЕС (Weimer P., Slatt R.M., 2006). Породы-коллекторы в дистальных частях комплекса распределительных лопастей охарактеризованы скважинами 2 и 3.

Флюидоупоры. Глинистые осадки позднемиоценового возраста, вмещающие песчаные пласты подводных конусов выноса, характеризуются хорошими экранирующими свойствами, подтвержденными аналогами ближайших месторождений (Лира, Домино и другие). В зоне шельфа, прилегающего к п-ову Крым, эффективные флюидоупоры в верхнемиоценовых отложениях отсутствуют. Разрывные нарушения области исследования рассматриваются как тектонические экраны, ввиду преобладания в миоценовом разрезе глинистых отложений.

5.3 Типы ловушек УВ

В верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря месторождения УВ открыты в ловушках, сочетающих элементы структурного фактора, а также тектонического и литологического экранирования. В ловушках данного типа в тыловой части комплекса гравитационного оползания открыты месторождения Ана, Дойна и Кобальческу, во фронтальной части – месторождения Лира, Домино (рисунок 5). По результатам интерпретации материалов 3Д сейсморазведки выделены тектонически и литологически экранированные ловушки УВ в тыловой и фронтальной частях комплекса гравитационного оползания. Площади этих ловушек изменяются от 10 до 50 км², амплитуды – от 120 до 350 метров.

В верхнемиоценовых отложениях по материалам сейсморазведки 3Д прогнозируется широкое развитие литологических ловушек в областях, не затронутых гравитационной тектоникой (рисунок 5). На сегодняшний день в области исследования месторождения УВ в ловушках данного типа не открыты. На сейсмических данных прогнозируемые литологические ловушки характеризуются яркими амплитудными отражениями, которые по динамическим характеристикам схожи с продуктивными отложениями месторождения Лира.

Площади литологических ловушек изменяются от 5 до 70 км² (для большинства объектов не превышают 30 км²), амплитуды – от 150 до 400 метров.

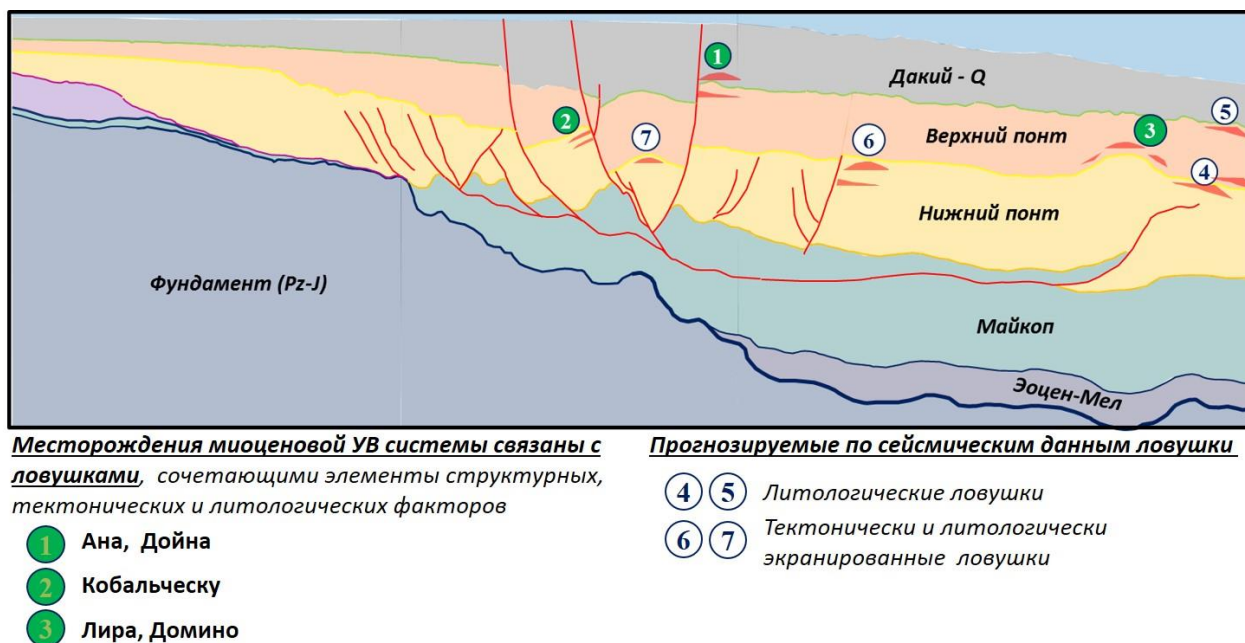


Рисунок 5. Типы ловушек УВ в верхнемиоценовых отложениях

Глава 6. Восстановление эволюции миоценовой углеводородной системы

6.1 Построение трехмерной бассейновой модели

Восстановление процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ выполнено по результатам трехмерного бассейнового моделирования в ПО Petromod (компании «Шлюмберже»). Область моделирования включает часть румынского шельфа и прилегающий к нему склон (рисунок 1). Площадь 3Д бассейновой модели составляет около 10 000 кв.км, толщина осадочного чехла достигает 10 км. Для контроля качества модели (калибровки) использовались показатели отражательной способности витринита и современных температур по скважинам: Олимпийская-400, Десантная-1, 1, 2 и 3 (рисунок 1).

6.2 Анализ результатов бассейнового моделирования

Катагенетическая преобразованность НГМ пород. В современных условиях степень преобразованности нижнемеловой НГМ породы на большей части области исследования соответствует грациям катагенеза МК4-МК5 (зона генерации жирного газа). Степень преобразованности отложений верхнеэоценовой и майкопской НГМ толщ соответствует грациям катагенеза МК2-МК3 (зона нефтяного окна). В зоне шельфа данные отложения находятся на стадии протокатагенеза. Миоценовая НГМ порода на сегодняшний день катагенетически слабо преобразована, и может являться источником биогенного газа.

Биогенный газ образуется в термически незрелой толще пород, обогащенных органическим веществом, в диагенезе и на ранних стадиях катагенеза. По мнению ряда исследователей (Zeikus J.G. and Winfrey M.R., 1976; Whiticar M.J., Faber E., Schoell M., 1986; Clayton C., 2010) образование биогенного метана в условиях морского бассейна происходит за счет восстановления CO_2 водородом, при температурах 40-60°C в результате метаболических процессов метангенерирующих бактерий. Существование консорциума метангенерирующих бактерий на глубинах свыше 500 м доказано экспериментально в работе Cragg B.A. et al., 1992 г.

При выполнении бассейнового моделирования для катагенетически слабо преобразованных пород миоценового возраста была определена реакция образования биогенного метана, которая согласуется с литературными данными (максимум генерации метана также происходит при температурах 40-60°C). По результатам моделирования основной объем генерации биогенного метана миоценовой НГМ толщей совпадает с периодом формирования ловушек в верхнемиоценовых отложениях (рисунок 6).

Таким образом, в зоне склона, генерация термогенных УВ связана с нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской НГМ толщами, а генерация биогенного газа – с миоценовыми отложениями.

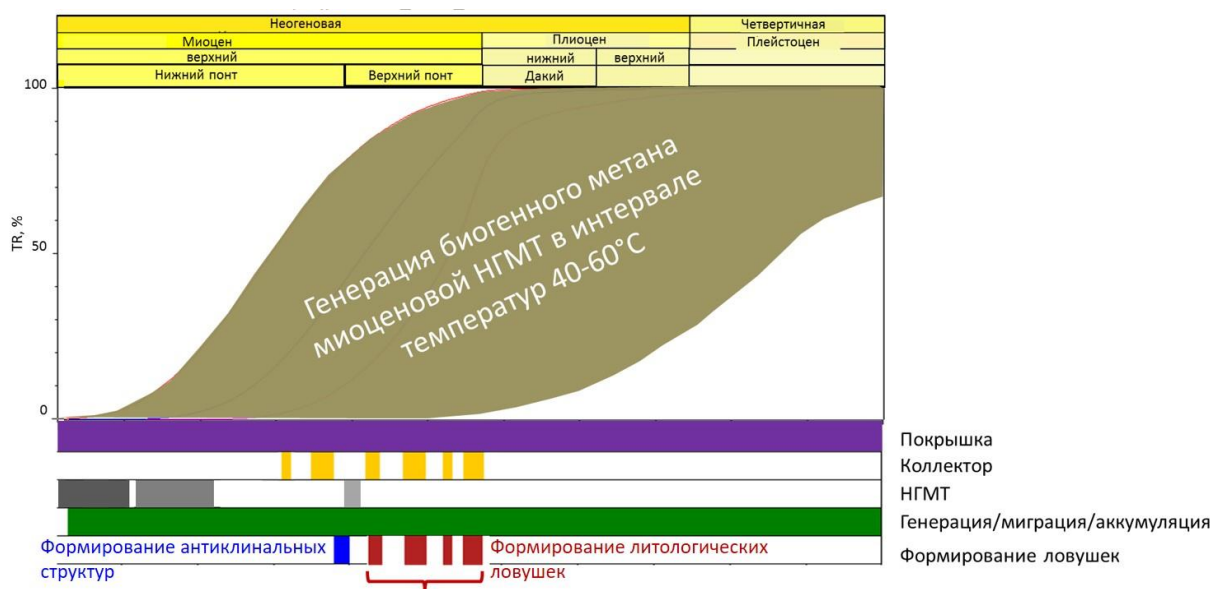


Рисунок 6. Генерация биогенного газа миоценовой НГМ толщей

Анализ миграции углеводородов. Породы-коллекторы верхнемиоценовой части разреза изолированы двухкилометровой толщей олигоценовых глин от катагенетически зрелых НГМ толщ (нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской), способных генерировать термогенные нефть и газ. Установлено, что

основное направление миграции для нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской НГМ толщ по восстанию слоев в направлении палеошельфа. В миоценовой части разреза из-за отсутствия выдержанных, протяженных пород-коллекторов основное направление миграции вертикальное.

Фазовый состав аккумуляций. По результатам трехмерного бассейнового моделирования в верхнемиоценовой части разреза залежи заполнены биогенным метаном (на 99% состоят из метана), источником которого является термически слабо преобразованная НГМ толща миоценового возраста.

Поверхностная геохимическая съемка, а также результаты геохимических исследований образцов шлама и керна скважин 1, 2 и 3 подтверждают результаты бассейнового моделирования.

6.3 Результаты исследований пластовых и поверхностных УВ флюидов

Изотопно-химические особенности пластовых газов верхнемиоценовых отложений. Исследования компонентного состава углеводородного газа и изотопного состава углерода и водорода метана по скважинам 1, 2 и 3 показали, что значение $\delta^{13}\text{C}$ метана изменяется от -69.7‰ до -65.2‰, а значение $\delta \text{H/D}$ метана в скважине 3 равно -230‰. Во всех пробах газа содержание метана достигает 99%. Все эти факторы указывают на биогенную (бактериальную) природу происхождения изучаемых газов (Schoell, M., 1983).

Результаты поверхностной геохимической съемки. Анализируемые при поверхностной геохимической съемке УВ газы характеризуются низким содержанием этана, пропана и других гомологов, либо их полным отсутствием (отношение $(\text{C}_2\text{-C}_5)/\text{C}_1$ значительно меньше 0,01). Это наряду с данными по изотопному анализу углерода и водорода метана ($\delta^{13}\text{C}$ и $\delta \text{H/D}$ метана изменяются от -65 до -75 ‰ и от -200 до -260 ‰, соответственно), однозначно указывает на биогенный (бактериальный) генезис анализируемых газов.

Результаты геохимической съемки говорят об отсутствии очагов разгрузки глубинных флюидов, источником которых могут являться нижнемеловая, верхнеэоценовая и майкопская НГМ толщи. Наличие в залежах и в поверхностных пробах только биогенного метана позволяет сделать важное заключение, что миоценовые породы изолированы от нижележащих УВ систем. По этой причине в верхнемиоценовых отложениях области исследования перспективы открытия новых залежей УВ связываются исключительно с метаном.

Глава 7. Перспективы газоносности верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря

С целью дифференциации площади исследования по перспективности была построена карта вероятности геологического успеха для верхнемиоценовых отложений (рисунок 7). При построении данной карты учитывались основные

факторы геологического риска: наличие нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов, флюидоупоров, ловушек. Для каждого фактора риска была построена карта вероятности геологического успеха. В результате перемножения этих карт была получена общая карта вероятности успеха (или карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений).

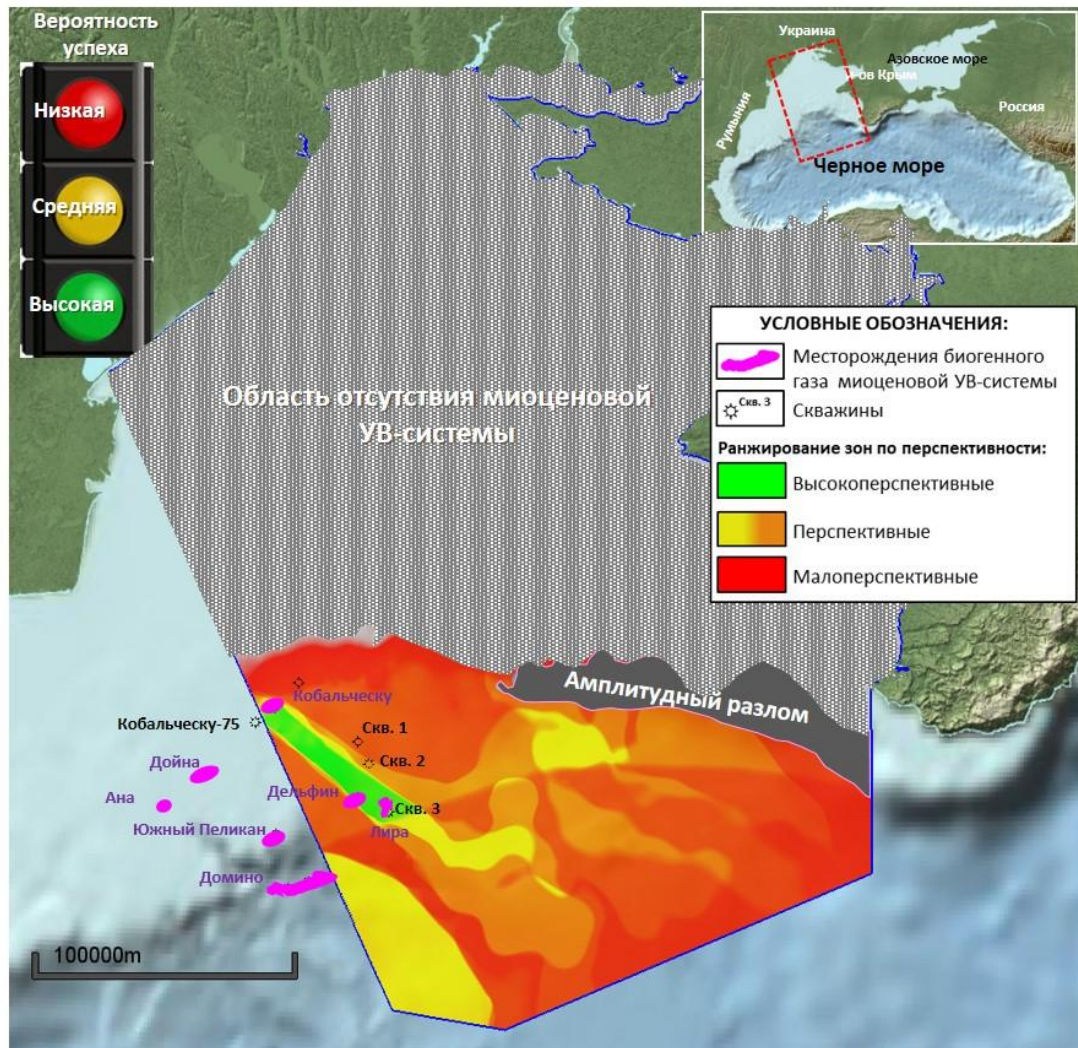


Рисунок 7. Карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений

Карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений показана на рисунке 7. Северная часть акватории исследования не представляет интереса для поиска залежей УВ в отложениях позднемиоценового возраста. Наибольшие перспективы связаны с южной частью области исследования. В этой зоне результатами бурения подтверждено наличие всех элементов миоценовой УВ системы, и открыты месторождения газа (Ли́ра, Домино и другие). Перспективы открытия новых залежей УВ в области исследования связаны с глубоководной частью Черноморского бассейна (вблизи подножия склона), а также с зоной развития ловушек УВ в комплексе гравитационного оползания.

Заключение

Проведенное исследование позволило охарактеризовать условия формирования и особенности распространения ловушек УВ в верхнемиоценовых отложениях, спрогнозировать состав углеводородов. А также сделать следующие основные выводы:

1. Накопление осадков в течение миоценовой эпохи происходило в условиях глубоководного морского бассейна. По материалам бурения скважин, а также результатам сиквенс-стратиграфического и динамического анализов сейсмических данных были выделены комплексы подводных конусов выноса, в которых определены основные типы отложений, с которыми связано развитие пород-коллекторов: 1) подводящие каналы; 2) приусловые валы; 3) распределительные лопасти. Наибольшие перспективы содержания крупных песчаных тел с высокими ФЕС ожидаются в отложениях каналов и проксимальных частях распределительных лопастей (скважины 1, 2 и 3 данный комплекс отложений не вскрыли).

2. Глинистые осадки позднемиоценового возраста, вмещающие песчаные пласты подводных конусов выноса, характеризуются хорошими экранирующими свойствами, подтвержденными аналогами ближайших месторождений (Лира, Домино и другие). В зоне шельфа, прилегающего к п-ову Крым, эффективные флюидоупоры отсутствуют.

3. Основной механизм структурообразования в миоценовых отложениях области исследования связан с процессами гравитационной тектоники, протекавшими преимущественно в зоне палеосклона. С комплексом гравитационного оползания связаны основные структуры миоценового отдела – присбросовые складки в тыловой зоне и крупные надвиги во фронтальной части. Образование присбросовых и надвиговых складок происходило синхронно в позднемиоценовое время.

4. В тыловой и фронтальной частях комплекса гравитационного оползания залежи УВ связаны с ловушками, сочетающими элементы структурного фактора, а также тектонического и литологического экранирования. В зонах, не затронутых гравитационными процессами, перспективы открытия залежей УВ связаны с ловушками литологического типа.

5. По результатам анализа фактических и литературных данных в разрезе северо-западной части Черного моря было выделено четыре нефтегазоматеринских толщи: нижнемеловая, верхнеэоценовая, майкопская и миоценовая. Миоценовые НГМ породы, обладающие хорошим и отличным генерационным потенциалом, выделены в верхне – и нижнепонтических, а также сарматских отложениях.

6. По результатам трехмерного бассейнового моделирования в верхнемиоценовых отложениях ожидается открытие залежей биогенного метана, источником которого являются термически слабо преобразованные миоценовые НГМ породы. Биогенная природа углеводородных газов верхнемиоценовых залежей обоснована по результатам изотопных исследований углерода и водорода метана ($\delta^{13}\text{C}$ и $\delta\text{H/D}$ метана меняются от -69.7 до -65.2 ‰ и от -235 до -221 ‰, соответственно).

7. Анализ геохимических исследований УВ газов в скважинах, УВ газов и ОВ в придонных пробах, результаты бассейнового моделирования указывают на изолированность миоценовой УВ системы от нижнемеловой-палеоценовой и олигоценовой УВ систем. Это позволяет прогнозировать наличие залежей только биогенного газа в верхнемиоценовых отложениях области исследования.

8. Наибольшие перспективы открытия новых газовых залежей в породах позднемиоценового возраста связаны с областью разгрузки основной массы терригенного материала вблизи подножия склона, а также с зоной развития ловушек в комплексе гравитационного оползания. Именно в этих районах рекомендуется сосредоточить детальные геологоразведочные работы.

Научные статьи, опубликованные в журналах Scopus, WoS, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете

МГУ.04.06:

1. Поляков А.А., Колосков В.Н., **Фончикова М.Н.*** К вопросу о классификации залежей нефти и газа. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. - Т.10. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf. Импакт-фактор по РИНЦ 0,648.
2. **Наумова М.Н.** Анализ углеводородных систем и перспективы нефтегазоносности северо-западной акватории Черного моря по комплексу методов. // Геология нефти и газа. – 2016. - №4. С. 19-29. Импакт-фактор по РИНЦ 0,602.
3. Колосков В.Н., **Наумова М.Н.**, Надежкин Д.В., Горчилин В.А., Пинус О.В., Попова Т.В. Перспективы нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря по результатам анализа сейсмических и скважинных данных. // Геофизика. – 2019. - №1. - С. 72-79. Импакт-фактор по РИНЦ 0,365.

Иные публикации:

1. **Фончикова М.Н.*** История генерации углеводородов в пределах северо-западного шельфа и склона Черного моря по данным 1D бассейнового моделирования. Сборник научных статей III Конференция молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, 2013. – С. 5-11.

2. Надежкин Д.В., **Фончикова М.Н.*** Анализ углеводородных систем северо-западной части Черного моря. Конференция «Геомодель-2013», Геленджик, 2013.
3. **Фончикова М.Н.***, Асеев А.А. Создание структурно-тектонической модели северо-западного шельфа Черного моря. Конференция «XX Губкинские чтения», Москва, 2013. – С. 123-124.
4. **Фончикова М.Н.*** Результаты двухмерного моделирования нефтегазоносных систем в пределах северо-западного шельфа и континентального склона Черного моря. Сборник научных статей IV Конференции молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, 2014. – С. 98-105.
5. Надежкин Д.В., **Фончикова М.Н.*** Комплексный геолого-геохимический подход к оценке углеводородного потенциала северо-западной части акватории Черного моря. «Петромодель 2014», Петергоф, 2014.
6. **Фончикова М.Н.*** Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности континентального склона северо-западной акватории Черного моря. Конференция «ГЕОКРЫМ-2015», Алушта, 2015.
7. **Наумова М.Н.** Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности континентального склона северо-западной части Черного моря по результатам бурения. «XXI Губкинские чтения», Москва, 2016. - С. 197-200.
8. Пинус О.В., **Наумова М.Н.** Открытие газового месторождения в склоновом комплексе северо-западной акватории Черного моря. Конференция и выставка «Санкт-Петербург 2016», Санкт-Петербург, 2016.
9. **Наумова М.Н.** Детализация оценки геологических рисков на примере румынского шельфа Черного моря. Сборник научных статей VI Конференции молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, 2016. – С. 100-107.
10. **Наумова М.Н.**, Надежкин Д.В., Горчилин В.А. Миоценовая углеводородная система северо-западной части акватории Черного моря. Конференция «ГЕОКРЫМ-2016», Алушта, 2016. – С. 80-84.

* до 2016 г. фамилия Наумовой М.Н. была Фончикова М.Н.